



Tanta University



Faculty of Engineering

# **PROTECTION of ELECTRICAL POWER SYSTEMS**

## **Nonpilot Overcurrent Protection of TLs**

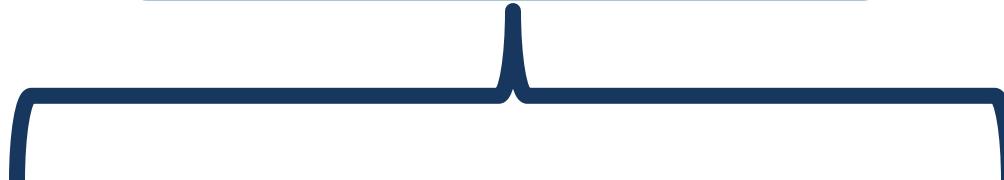
**Dr. Hossam A. A. Saleh**

**Department of Elec. Power and Machines Eng.**

# Chapter 4

## Nonpilot Overcurrent Protection of TLs

**Overcurrent**



**1**

**OverLoad**

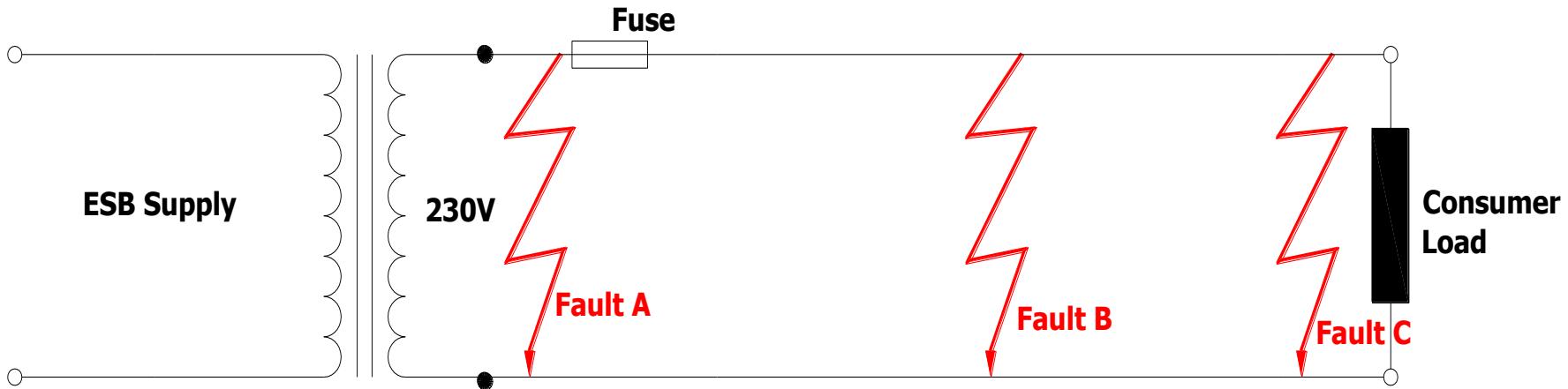
**2**

**Short-  
Circuits**

**Overload:** is where too much current is drawn down an electrically healthy circuit; there is no fault in the circuit. A properly designed circuit will interrupt an overload before any damage is done to the circuit.

**Short Circuits:** is where a fault of small impedance occurs between live conductors. The value of current will depend on where the fault occurs. Longer runs of cable have a significant attenuating effect on fault current.

# Short Circuit



→ The **SCC** is dependent upon:

- The circuit voltage
- The total impedance of the circuit including the supply transformer

Distribution faults occur on one phase, on two phases, or on all three-phases. Single-phase faults are the most common. Almost 80% of the faults measured involved only one phase either in contact with the neutral or with ground.

**TABLE 7.1**  
**Number of Phases Involved in Each Fault  
Measured in the EPRI Fault Study**

Fault	Percentage
One phase to neutral	63%
Phase to phase	11%
Two phases to neutral	2%
Three phase	2%
One phase on the ground	15%
Two phases on the ground	2%
Three phases on the ground	1%
Other	4%

# Fault Calculation:

## Line-to-ground fault

C \_\_\_\_\_

B \_\_\_\_\_

A \_\_\_\_\_



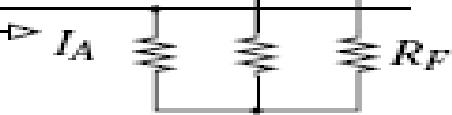
$$I_A = \frac{V_{LN}}{(2Z_1 + Z_0)/3 + R_F}$$

## 3-phase fault

C \_\_\_\_\_

B \_\_\_\_\_

A \_\_\_\_\_



$$I_A = \frac{V_{LN}}{Z_1 + R_F}$$

## Line-to-line fault

C \_\_\_\_\_

B  $\longrightarrow I_B$

A  $\longrightarrow I_A$



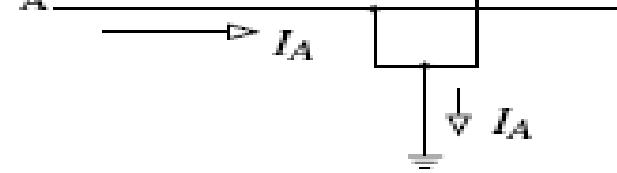
$$I_A = -I_B = -j \frac{\sqrt{3}V_{LN}}{2Z_1 + R_F}$$

## Line-to-line-to-ground fault

C \_\_\_\_\_

B \_\_\_\_\_

A \_\_\_\_\_



$$I_A = -j\sqrt{3} \frac{Z_0 - aZ_1}{Z_1(Z_1 + 2Z_0)} V_{LN}$$

$$I_B = j\sqrt{3} \frac{Z_0 - a^2 Z_1}{Z_1(Z_1 + 2Z_0)} V_{LN}$$

$$I_G = \frac{-V_{LN}}{(Z_1 + 2Z_0)/3}$$

**The protective devices for TL protection are:**

**1. Fuses**

**2. Sectionalizers & Reclosers**

**3. Instantaneous overcurrent**

**4. Inverse, Time delay overcurrent**

**5. Directional overcurrent**

**6. Distance**

**7. Pilot**

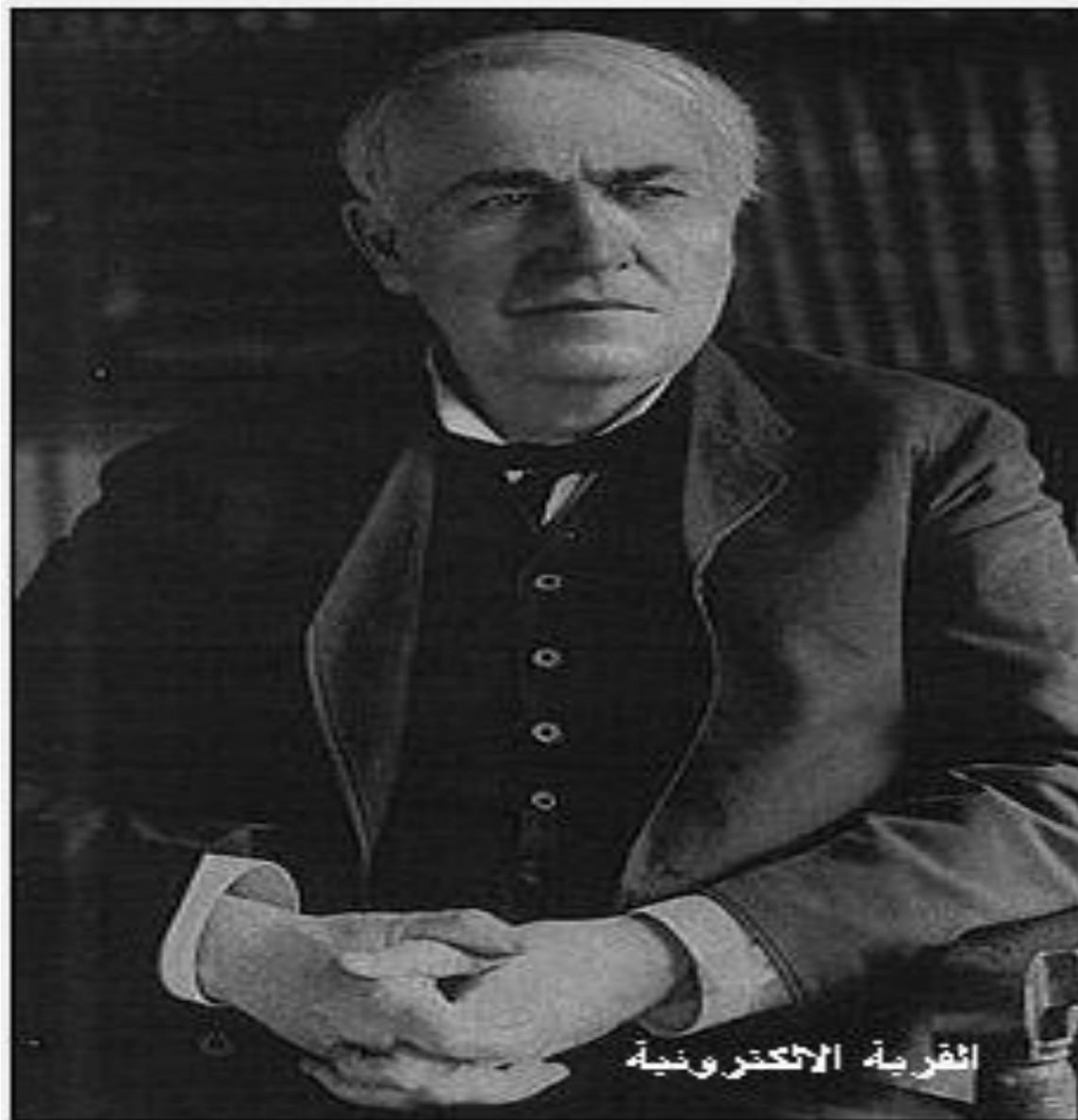
## 1. Fuses

**الفيوz أو المصهر** هو أداة أو عنصر كهربائي لحماية الأجهزة ضد ارتفاع التيار الكهربائي وهو من العناصر الأساسية والبسيطة حيث يتكون من سلك معدني ينفجر عندما يتجاوز التيار المار فيه القيمة المحددة لهذا السلك وبالتالي يقطع الدائرة الكهربائية

### أهم وظائف الفيوz

حماية المعدات وعناصرها الكهربائية من خطر زيادة التيار - عزل جزء من المعدة أو الدائرة الكهربائية عن باقي الأجزاء لحمايتها عند الأخطاء

أول استخدام لهذا العنصر كان على يد المخترع الكبير **توماس أديسون**



القديمة الإلكترونية

يتكون المصهر في أبسط صوره من سلك دقيق قصير من معدن مركب في حامل معزول ، وينصهر السلك إذا زاد التيار المار به عن قيمة معينة وبذلك تفتح الدائرة.

### التيار المقنن **Rated carrying current**

التيار المقنن للمصهر ، هو أكبر تيار يمكن أن يمر في المصهر دون أن ينصهر. وتعتمد قيمة هذا التيار على الارتفاع المسموح به في درجة حرارة وصلات المصهر كذلك على تقادم المصهر بسبب الأكسدة.

### تيار الصهر **Fusing current**

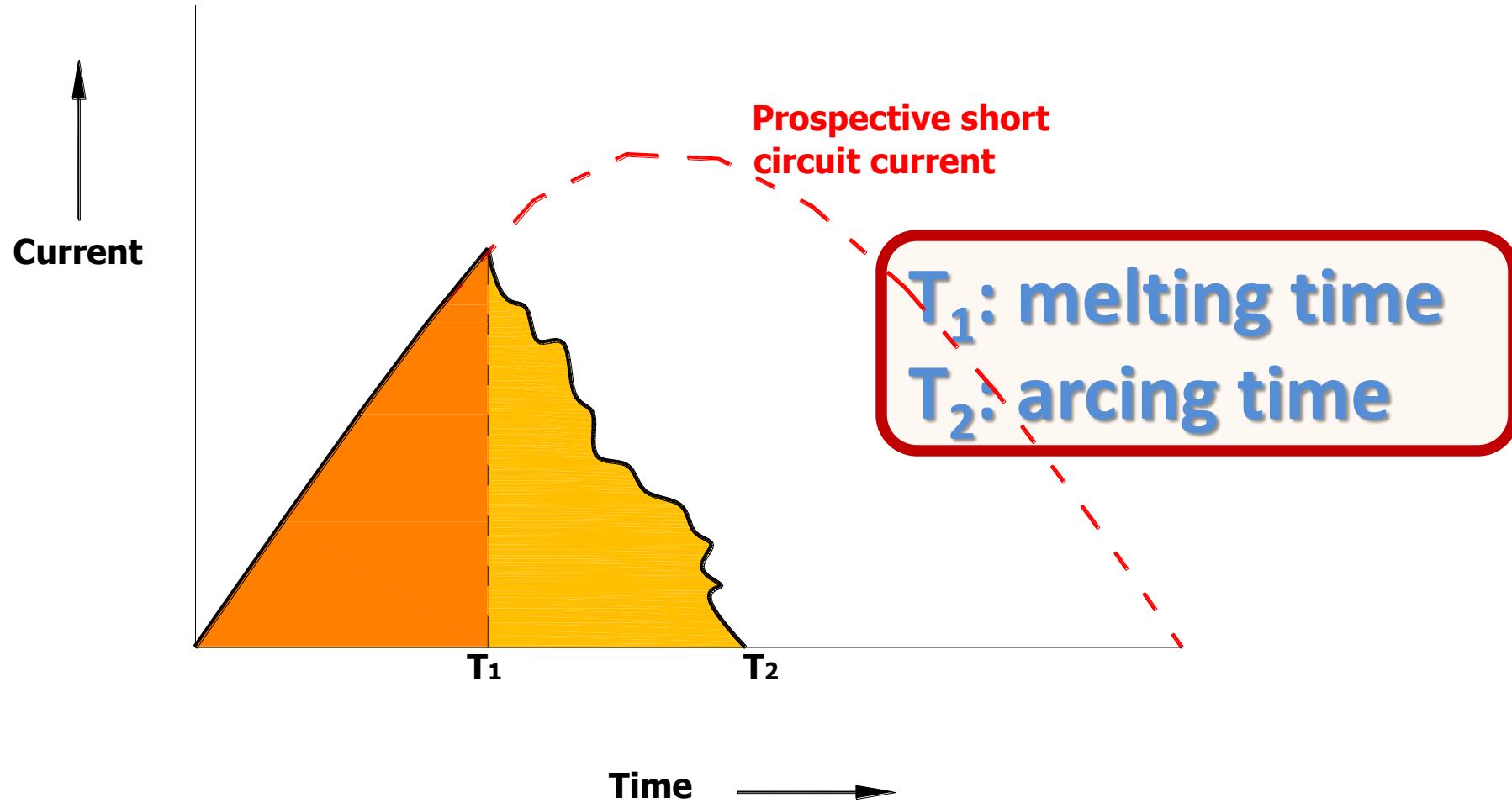
تيار الصهر هو أقل تيار يسبب صهر معدن المصهر

ويعتمد على العوامل الآتية:

1- المادة	2- الطول
3- مساحة المقطع	4- شكل المقطع
5- التاريخ السابق للمصهر	6- حجم ومكان أطراف المصهر
7- نوع الغلاف	8- أسلاك المصهر مجدولة أم لا

## التيار المتوقع وتيار القطع Prospective and cut off current

يبين شكل (2) موجة التيار المتردد المتوقعة وكيفية قطع التيار بواسطة المصهر.



## Pearcing time (Melting time)

**زمن الصهر**

هو الزمن المقاس بين بداية زيادة التيار في الدائرة الموضوع بها المصهر وببداية حدوث القوس الكهربى .

## Arcing Time

**زمن دوام القوس الكهربى**

هو الزمن المقاس بين بداية حدوث القوس الكهربى واللحظة التي يصل فيها قيمة التيار المار بالدائرة للصفر أي تفتح الدائرة

## Total operating time

**زمن التشغيل الكلى**

هو مجموع زمن الصهر وزمن دوام القوس الكهربى

## مقنن الجهد **Voltage Rating**

وهو أعلى جهد يمكن للمصهر أن يعمل عليه بأمان وتصنف المصهرات عادة بالنسبة للجهد إلى مصهرات جهد منخفض ( حتى 600 ف ) ومصهرات جهد متوسط وعالي ( أعلى من 600 ف وحتى 100 كف )

مكونات المصهر

وصلة المصهر  
Fuse link

عنصر المصهر  
Fuse element

أطراف المصهر  
Fuse contact

## عنصر الصهر **Fuse element**

وهو مصنوع من مادة معدنية ذات أشكال وأبعاد معينة بحيث يكون انصهارها سريعاً بالنسبة لباقي مكونات الشبكة ويصنع بمادة من الفضة أو النحاس أو الألومنيوم أو الرصاص أو بعض السبائك الأخرى ذات درجة حرارة انصهار منخفضة .

## وصلة الصهر **Fuse link**

ويوجد داخلها عنصر الصهر والمواد المستخدمة في إطفاء القوس الكهربى الناشئ عن انصهاره بالإضافة إلى أي أجزاء أخرى مساعدة .

## أطراف المصهر **Fuse contact**

وستعمل في تثبيت المصهر في الدائرة وتوصيله كهربائياً بها .

# Distribution System Fuses



اختيار المصهرات

يجب اختيار المصهر بحيث يعمل بطريقة سلية وآمنة في حالات التشغيل العادي وفترات قصر الدائرة ويتم الاختيار بصفة عامة تبعاً للمقennات التيار والجهد مع الاستعانة بالجداول والمنحنيات الخاصة بالمصهر ويراعي عند الاختيار ما يلي:-

أ- يجب أن يتحمل المصهر نسبة من تجاوز الحمل بصفة مستمرة دون أن تتغير خصائصه أو أن يفتح الدائرة ويجب ألا تقل هذه النسبة عن 10% من تيار الحمل.

ب- يجب اختيار المصهر ذي أقل مقنن تيار ممكن بحيث يتحمل التيار المقنن وتجاوز الحمل المسموح به وذلك بغرض الانتقاء والتمييز .

ج- تتحدد قيمة مقنن تيار القطع بحيث تكون أكبر من أعلى قيمة متوقعة لتيار القصر ويجب ملاحظة أنه إذا زاد تيار القصر عن سعة القطع أدى ذلك إلى انفجار المصهر ونشوب حريق .

د- يجب ألا يقل تيار القصر في الدائير التي يتم حمايتها بالمصهر عن ثلاثة أمثال التيار المقنن للمصهر وذلك حتى يمكن الاعتماد على هذا المصهر في فتح الدائرة باعتمادية عالية .

ه- يراعي عند استعمال مصهرات لحماية أجهزة لها خاصية ارتفاع التيار العابر كتيار بدء التشغيل في المحركات أو تيار المغнطة المندفع في المحولات ، أن تكون هذه المصهرات ذات تأخير زمني حتى يمكن اختيار التيار المقنن المصهر قريباً من التيار المقنن الجهاز ( أعلى قليلاً ) دون أن يفتح المصهر الدائرة بسبب التيار المندفع.

و - يراعي عدم استعمال مصهرين على التوازي

ي- نظراً للقدرة العالية للمصهرات في الحد من التيار فيجب الانتباه جيداً لمتانتها الميكانيكية وسلامة تثبيتها .

التنسيق بين المصهرات

يعتمد الاختيار السليم للمصهر وكذلك عملية الحماية والتنسيق على المعلومات والبيانات المرفقة مع المصهر والتي يعدها مصنع المصهرات وتعطي هذه البيانات على صور مختلفة كالمنحنيات على النحو التالي :-

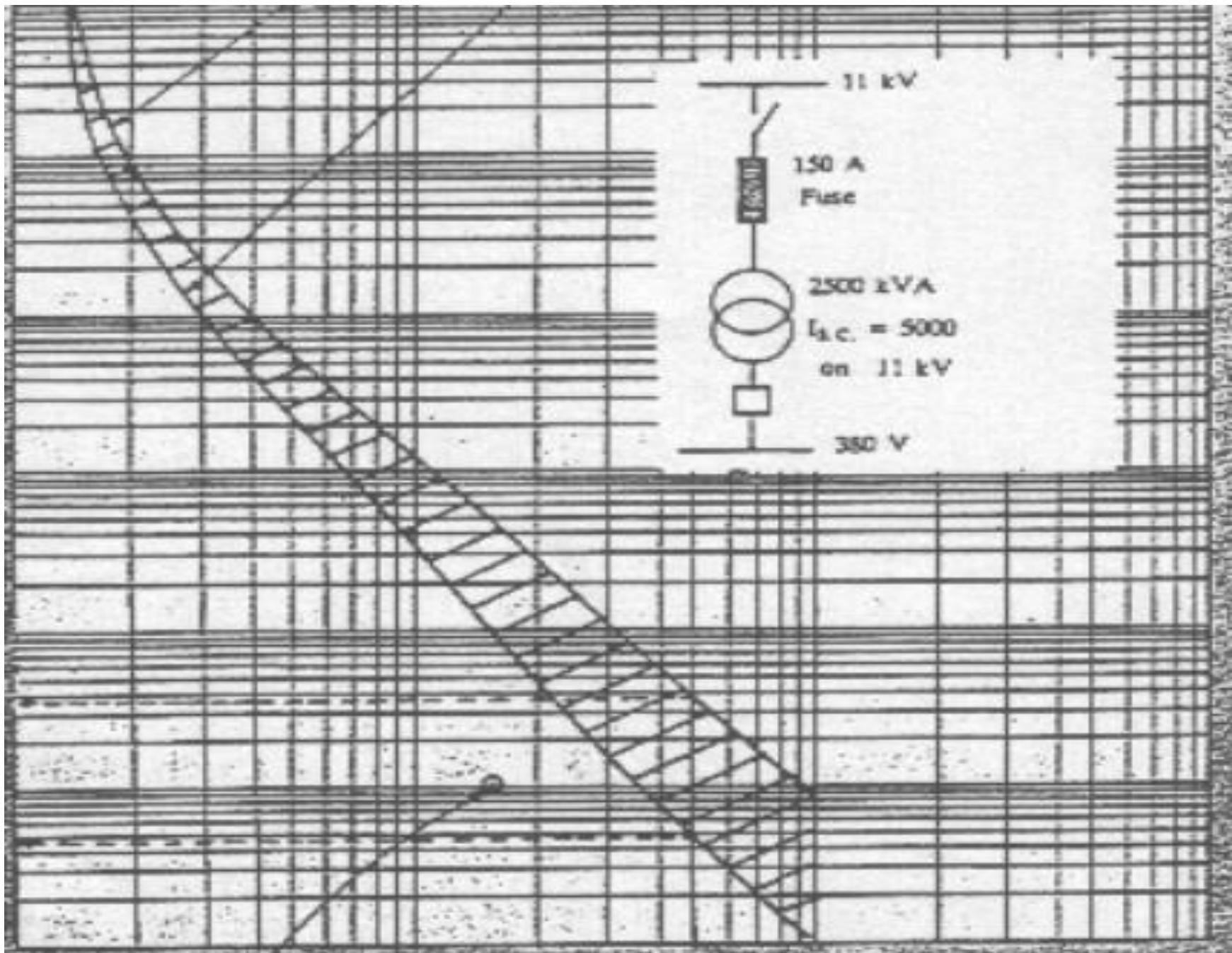
## منحنيات الزمن - التيار

### منحنى الإزالة :

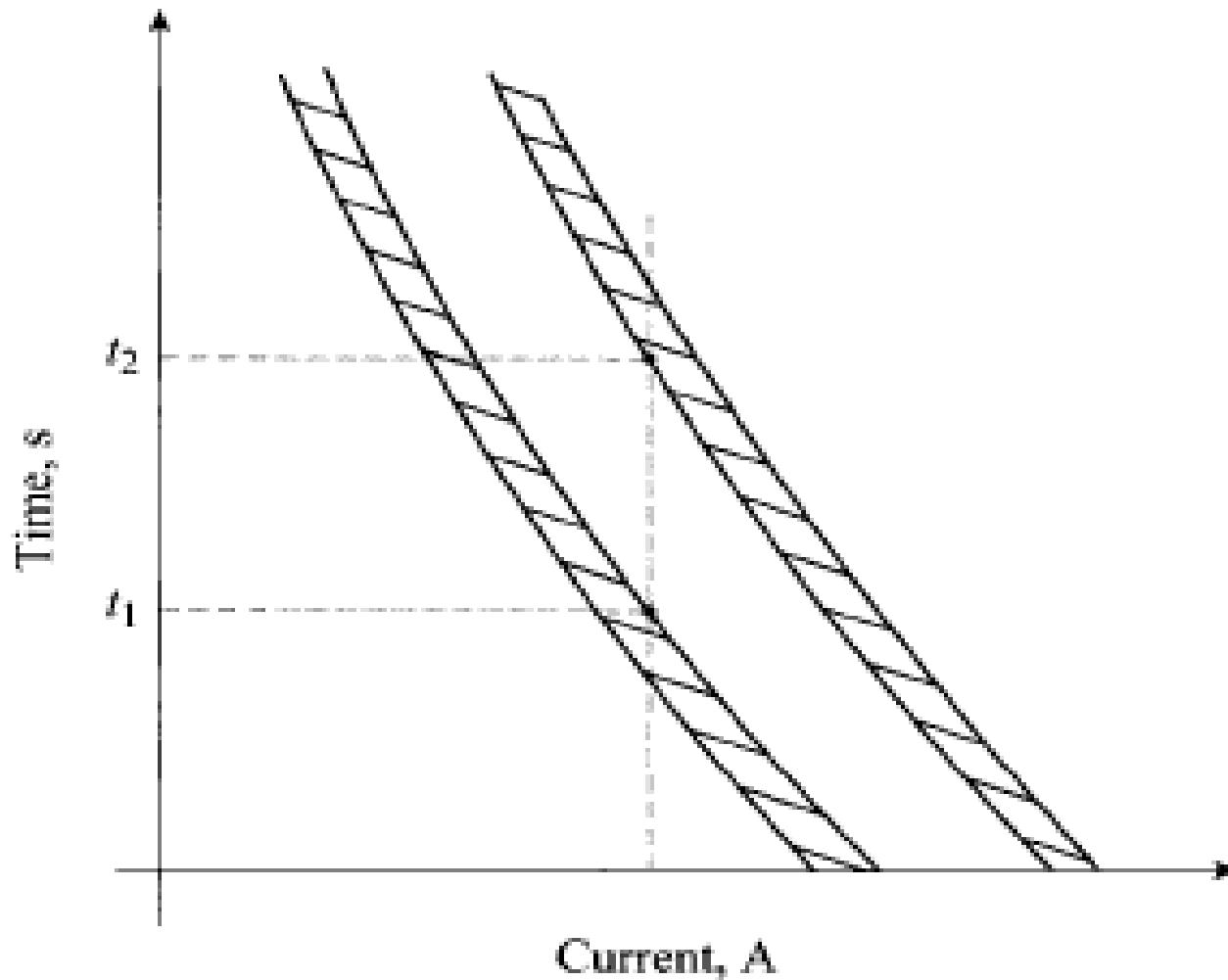
ويعطي العلاقة بين قيمة تيار القصر والزمن المنقضى من لحظة القصر وحتى تمام إزالة القصر وإطفاء القوس الكهربى . ويلاحظ دائمًا أن منحنى الإزالة يكون أعلى منحنى الانصهار بزمن يساوي فترة دوام القوس

### منحنى الانصهار :

ويعطي العلاقة بين قيمة تيار القصر والزمن المنقضى من لحظة القصر وحتى تمام انصهار عنصر المصهر



# Fuse-fuse co-ordination

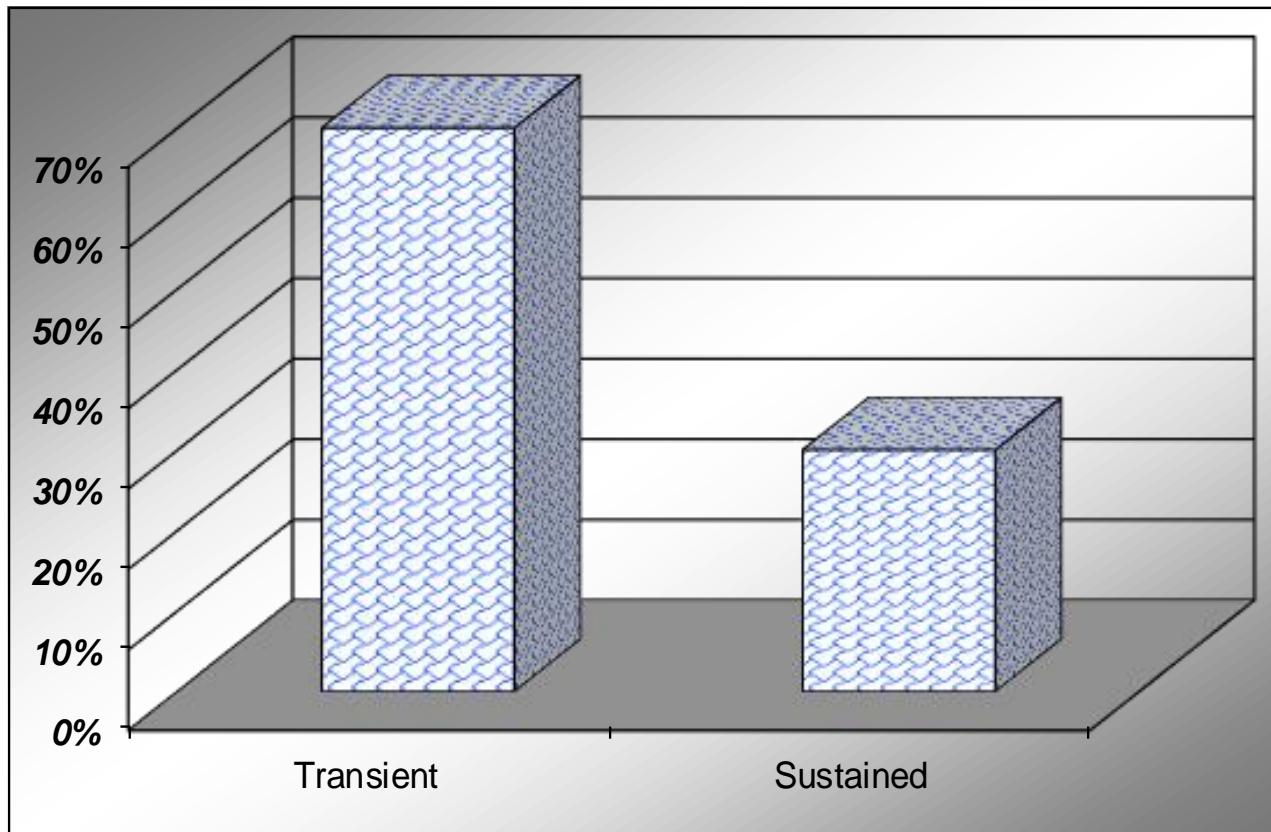


Criteria for fuse-fuse co-ordination:  $t_1 < 0.75 t_2$

Also the faults in power system are  
classified as;

- Transient Faults
- Permanent Faults

Studies of faults on overhead distribution lines have shown that 65% - 85% of faults are of a transient ( temporary ) nature



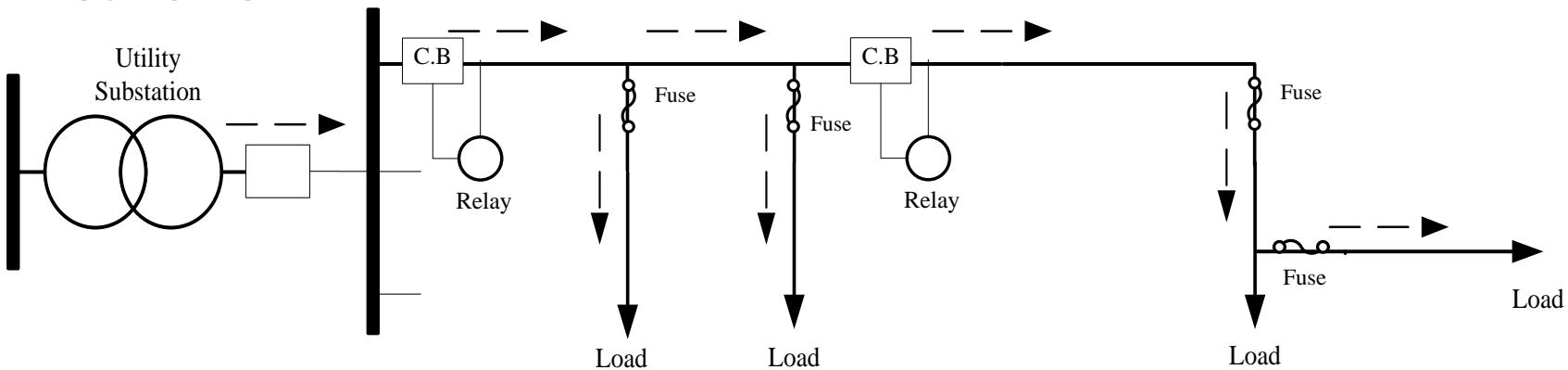
# Auto-Recloser

The distribution system is in general radial in design

The distribution system is responsible for delivering electricity from distribution substations to consumers

Distribution protection is basically overcurrent protection

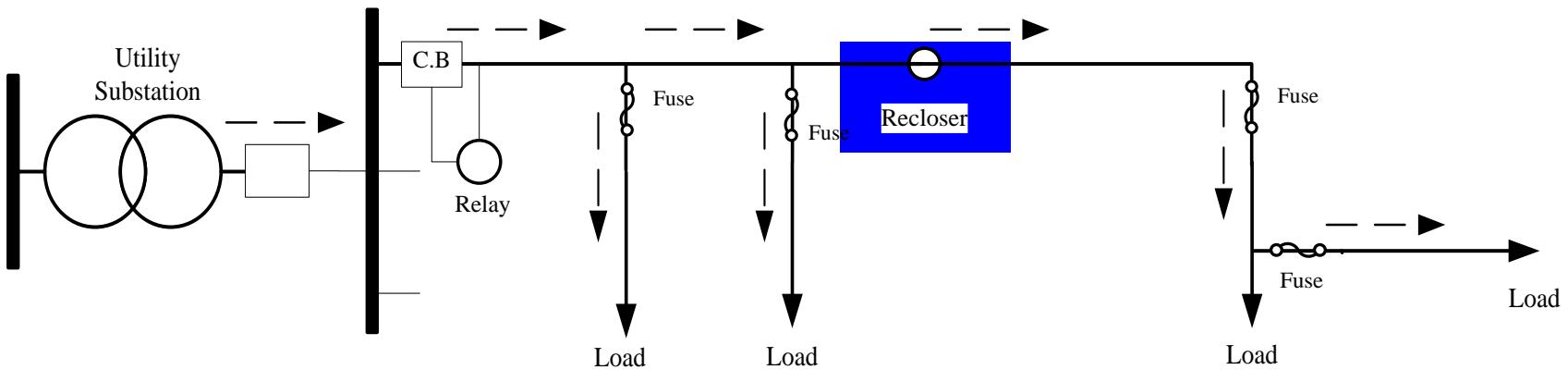
This protection type is simple and works very well with radial networks



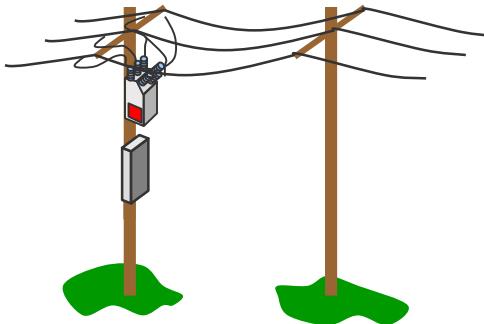
The protection system in distribution systems is based on coordination of relay–relay on incoming feeder and fuse–fuse on laterals

# Auto-Recloser

Since 80% of all faults in distribution systems are temporary, reclosers are necessary



# What is a Recloser ?



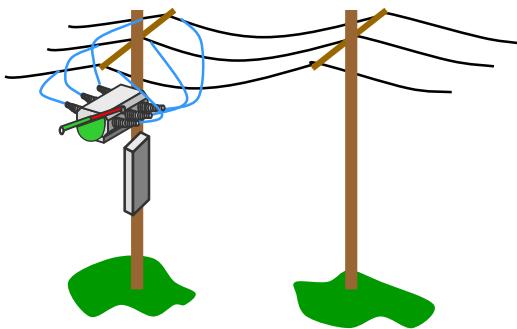
- A **Recloser** is a **Circuit Breaker** along with **protection system**:
  - For overhead power lines
  - Designed to **RECLOSE** on to a fault.
- **Terminology**
  - The “auto-reclose” cycle
    - Will detect a fault and open for a pre-programmed time, before closing again automatically
    - This cycle can be repeated 4 times
    - Lockout typically on the fifth trip

# A/R Location

**Recloser can be used any where on a system where Recloser ratings are adequate for the system requirements logical location are :-**

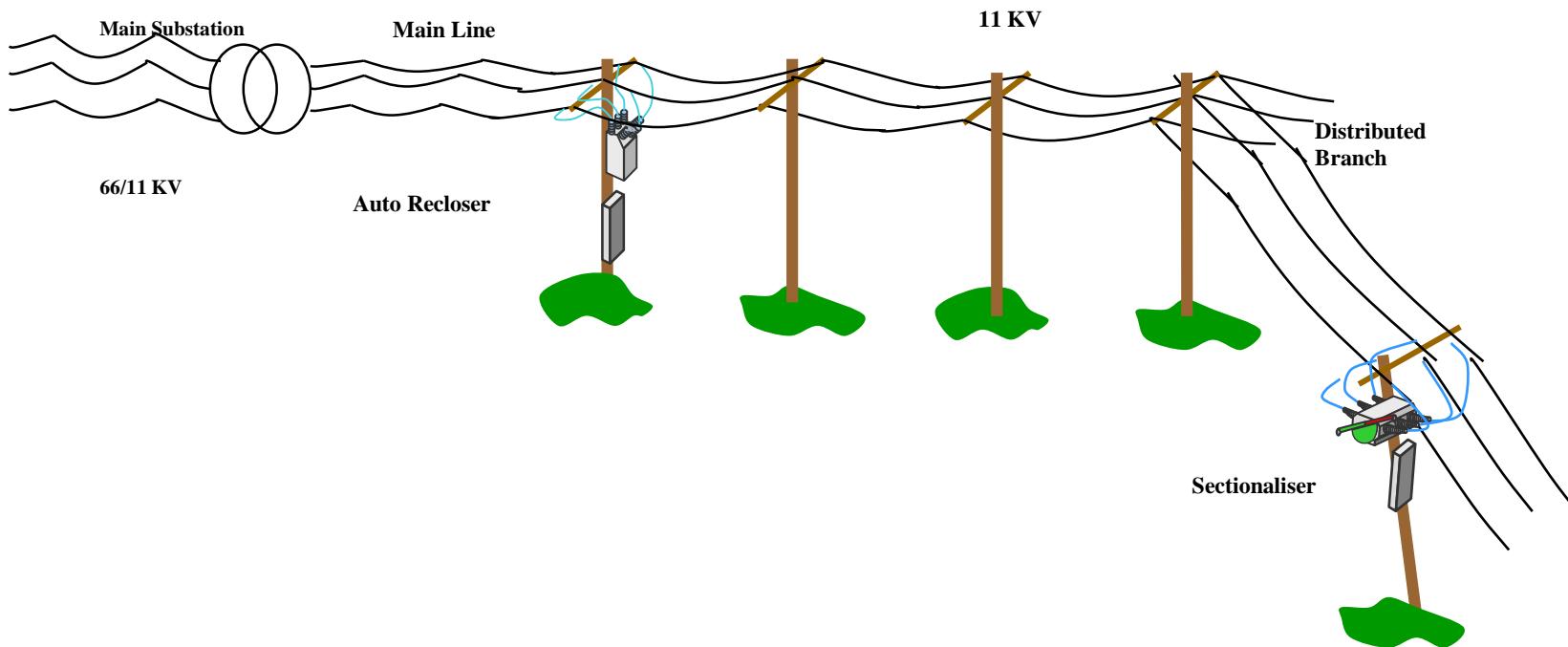
- 1- In substation as the primary feeder protection Devices .
- 2- On the lines at a distance from a substation , to sectionalize Long feeders and thus prevent outage of the entire feeder when a permanent fault occurs near the end of the feeder .
- 3- On the taps of main feeders – to protect the main feeder from interruption and outages due to faults on the taps .

# What is a Sectionaliser ?



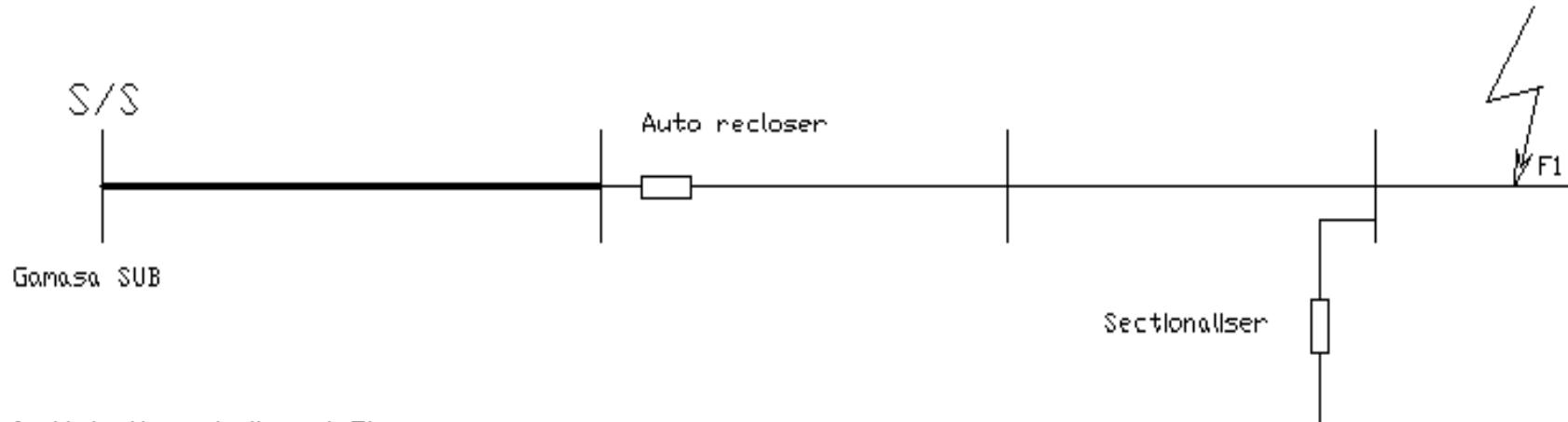
- A **Sectionaliser** is a switch along with control unit:
  - It is used in conjunction with an upstream “Recloser” or “circuit breaker”
  - It counts the interruption created by a Recloser during a fault sequence.
  - On a preset count
    - trips during the dead time of the up stream Recloser
    - Isolates a faulty network section

# Location Of AR & Sectionaliser

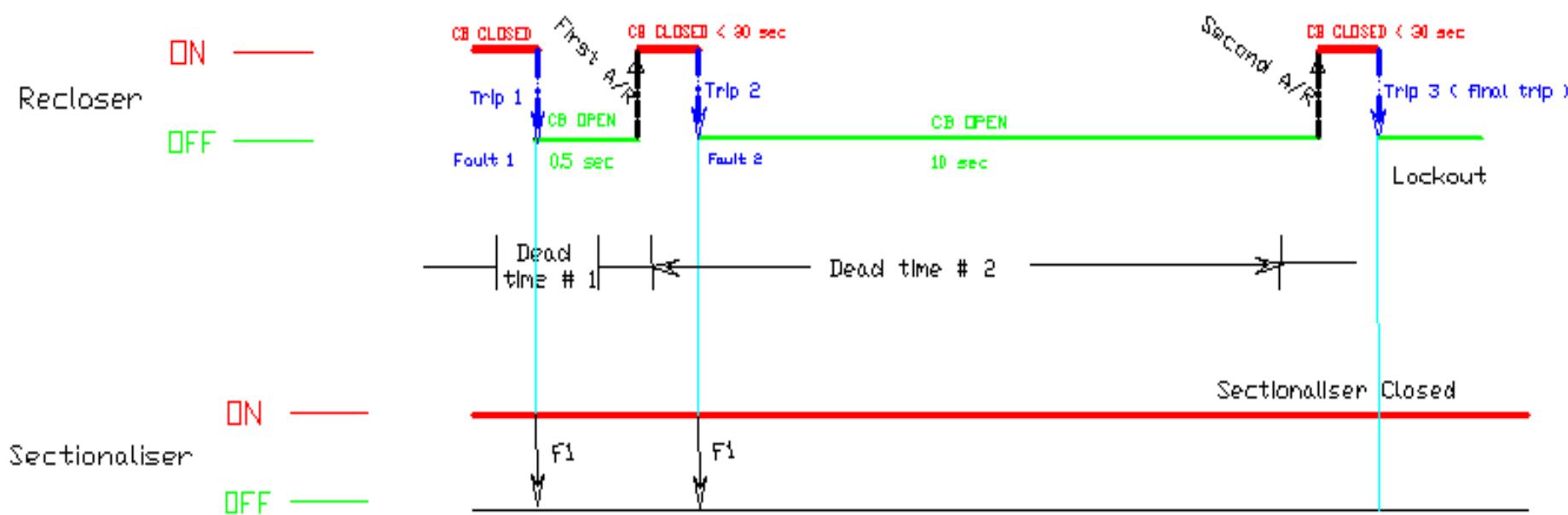


# Operation Of The Auto-Recloser & The Sectionaliser

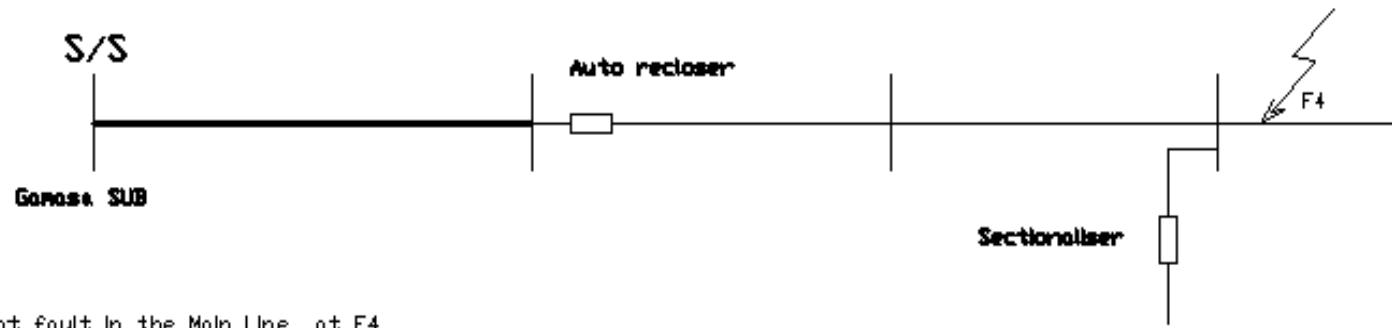
## ▪ **Sustained Fault in the Main Line or in another lateral branches.**



The fault in the main line at F1

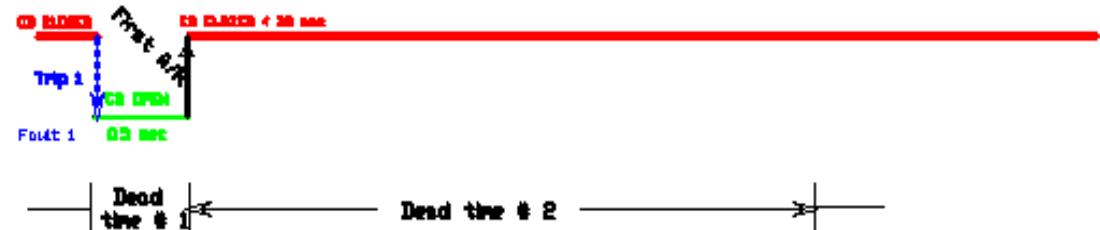


## ▪ Transient Fault in the Main Line.



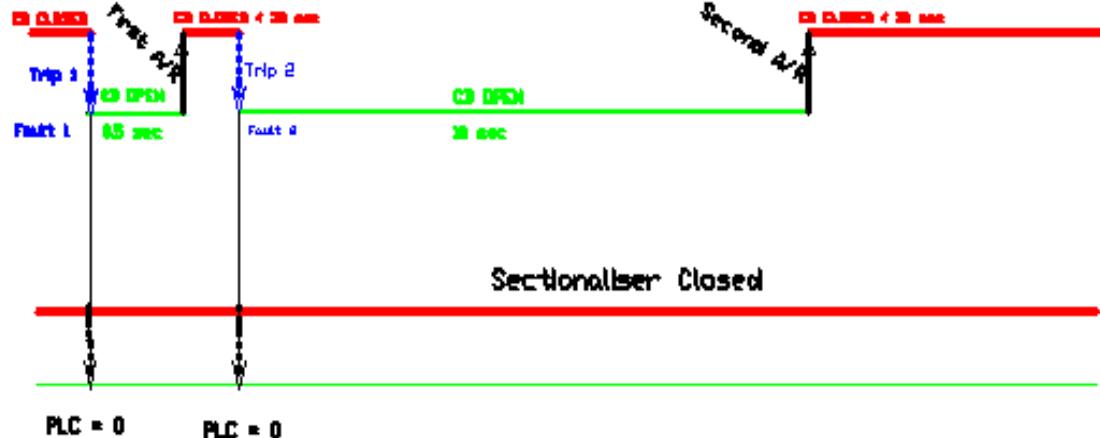
Recloser operation During A Short Transient Fault ( $0.5 \text{ sec} > \text{Fault}$ )

ON OFF



Recloser operation During A Long Transient Fault ( $0.5 \text{ sec} > \text{Fault} \leq 10.64 \text{ sec}$ )

ON OFF

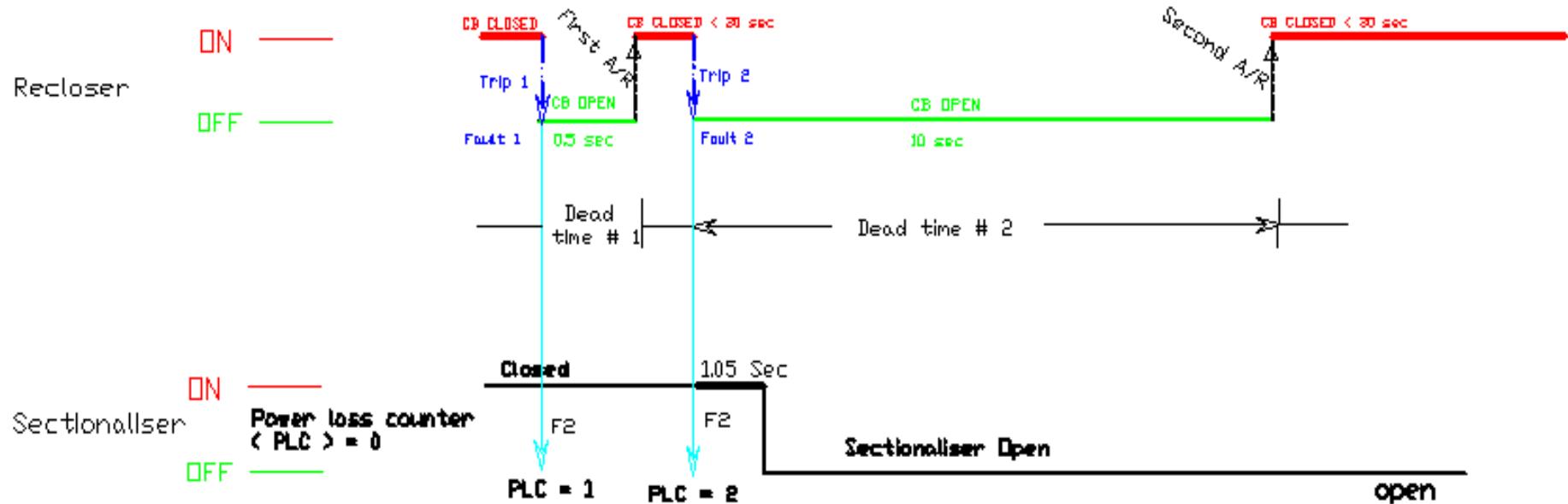
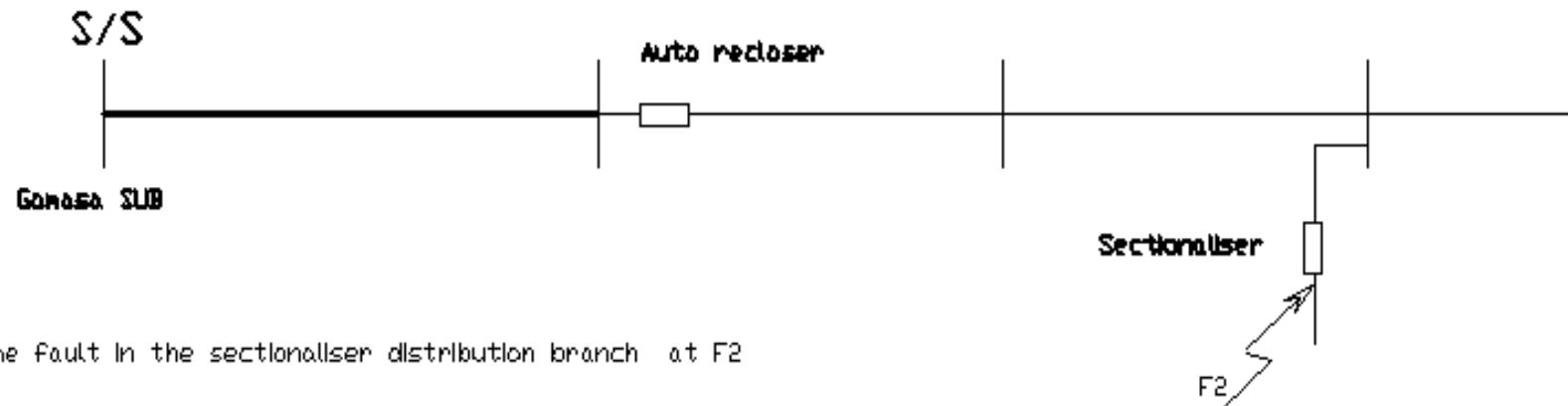


Sectionaliser Operation During A Transient fault In the main line

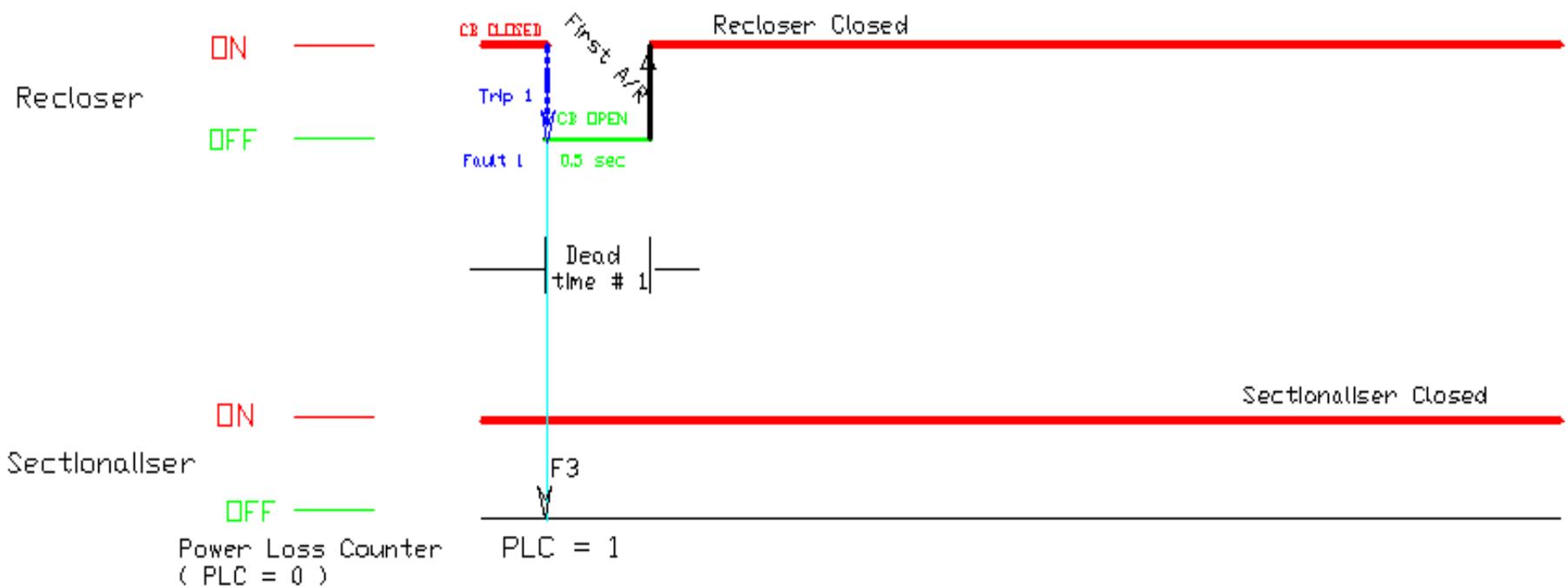
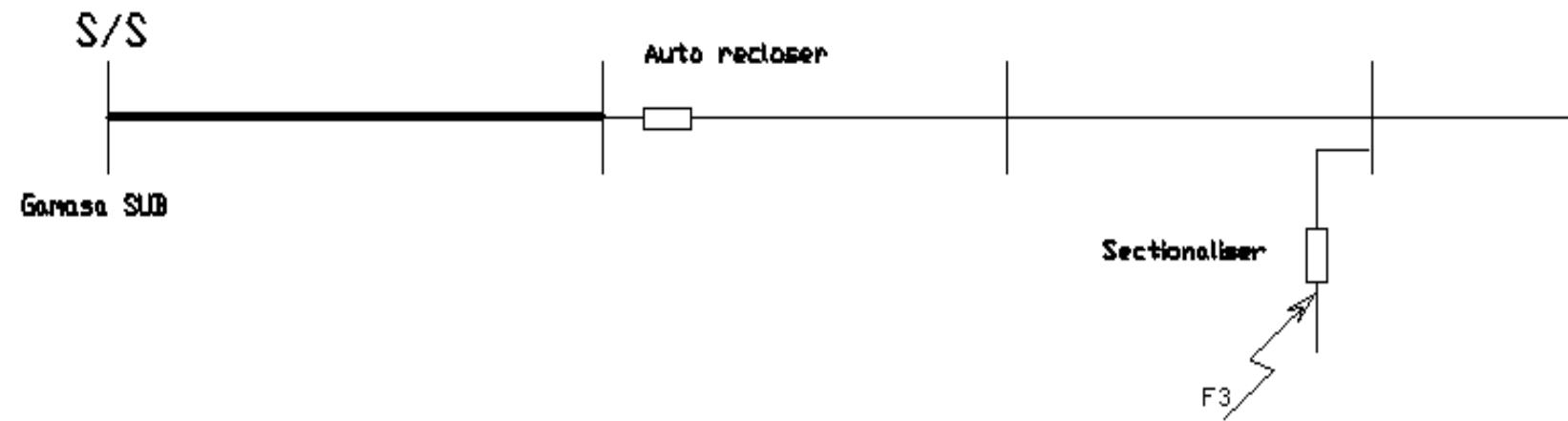
ON OFF

PLC = 0

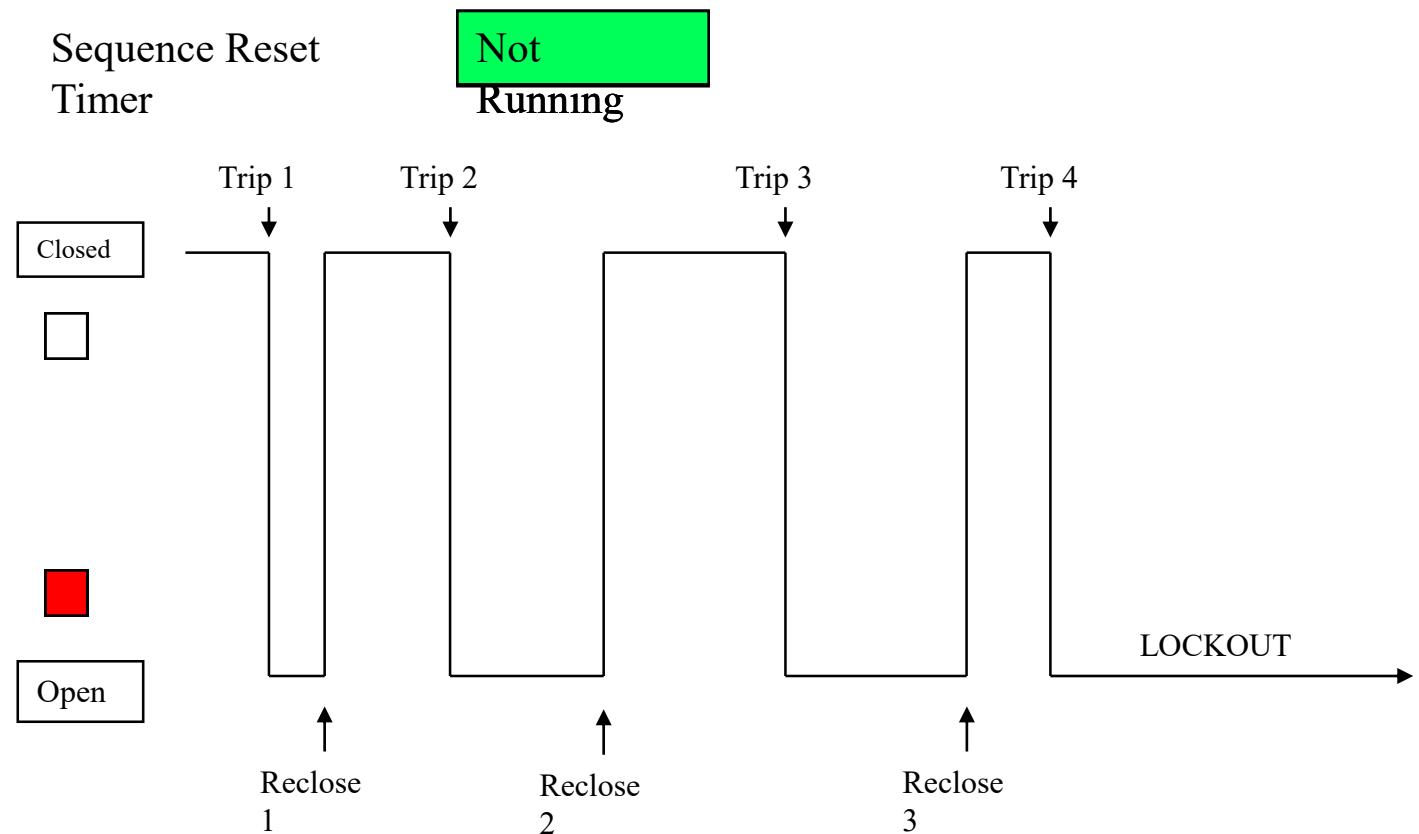
## ■ Sustained Fault in the Sectionaliser Branch.



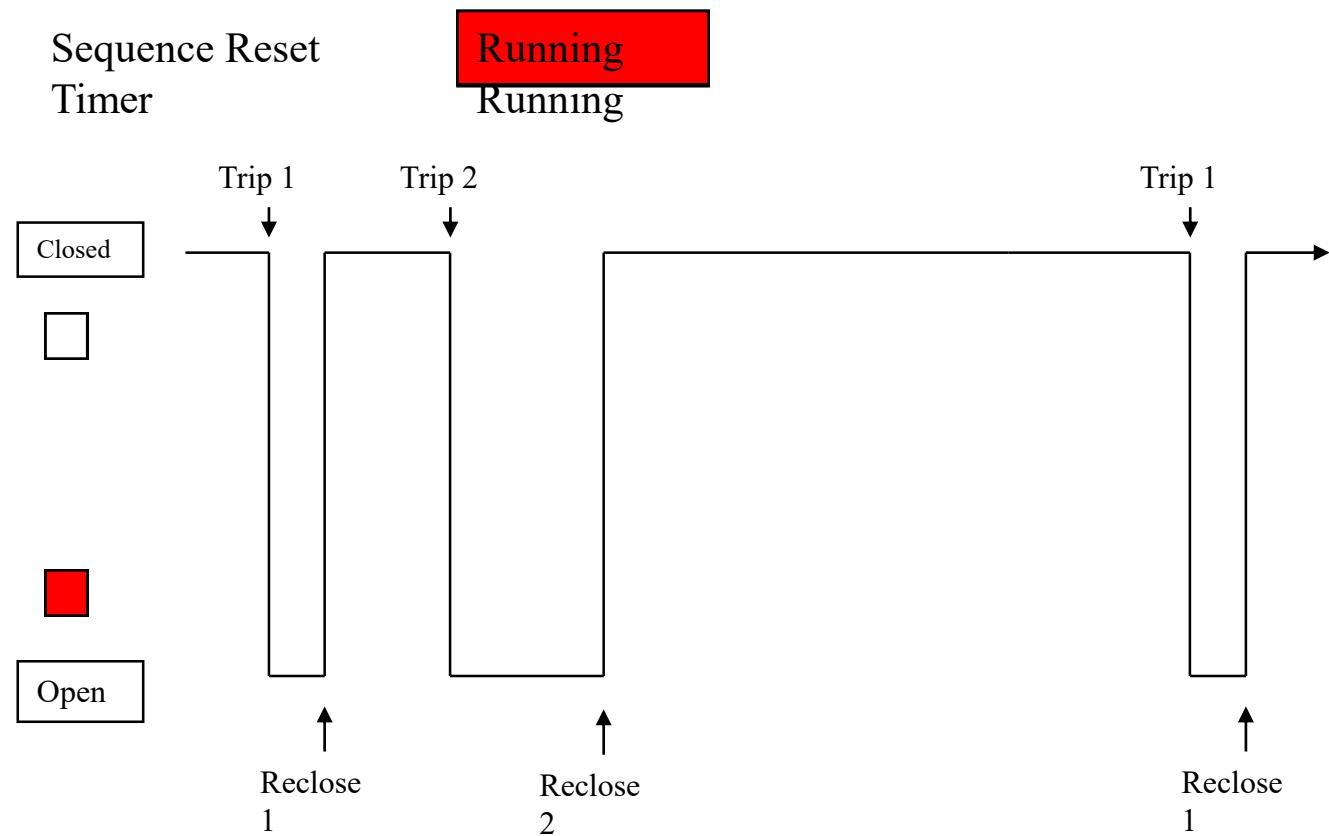
## ■ Transient Fault in the Sectionaliser Branch.



# Reclose Sequence 4 Trips to Lockout



## Sequence Reset Time Expired



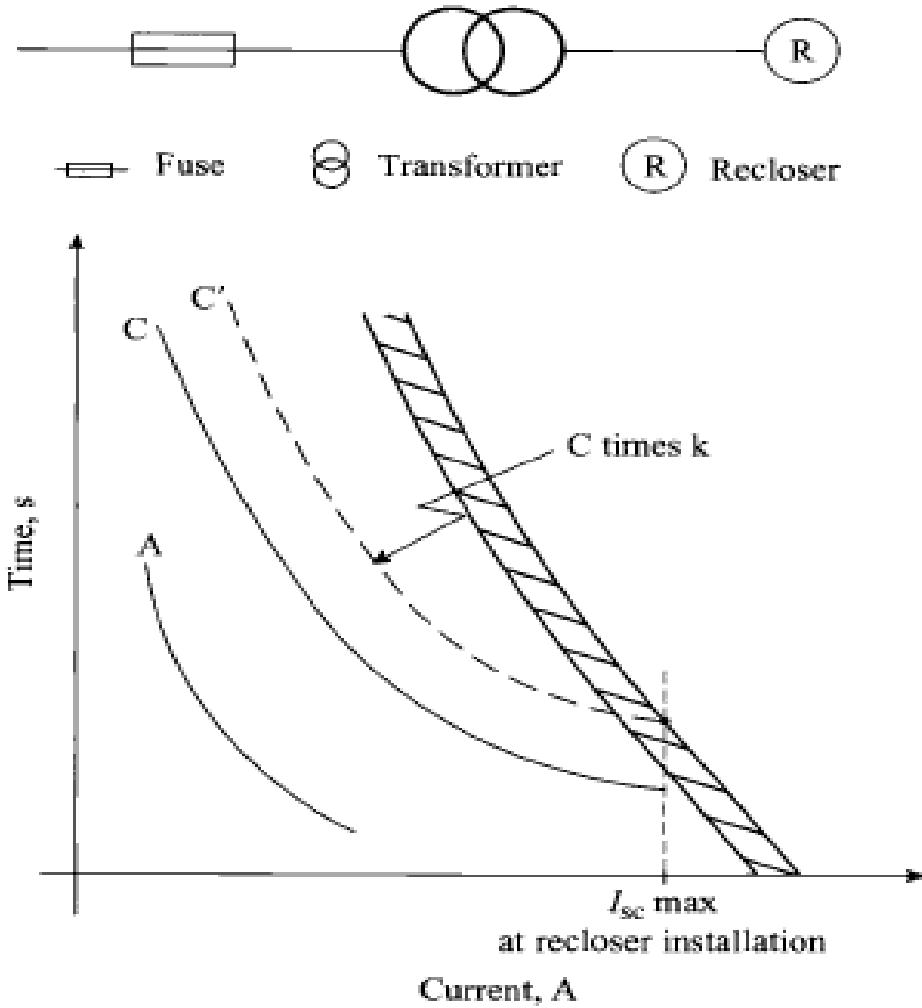
# Recloser-fuse co-ordination

- The criteria for determining recloser-fuse co-ordination depend on the relative locations of these devices, i.e. **whether the fuse is at the source side and then backs up the operation of the recloser that is at the load side, or vice versa**. These possibilities are treated in the following paragraphs.

# Recloser-fuse co-ordination

## Fuse at the source side

When the fuse is at the source side, all the recloser operations should be faster than the minimum melting time of the fuse. This can be achieved through the use of multiplying factors on the recloser time/current curve to compensate for the fatigue of the fuse link produced by the cumulative heating effect generated by successive recloser operations.



# Recloser-fuse co-ordination

## Fuse at the source side

k factor for source-side fuse link

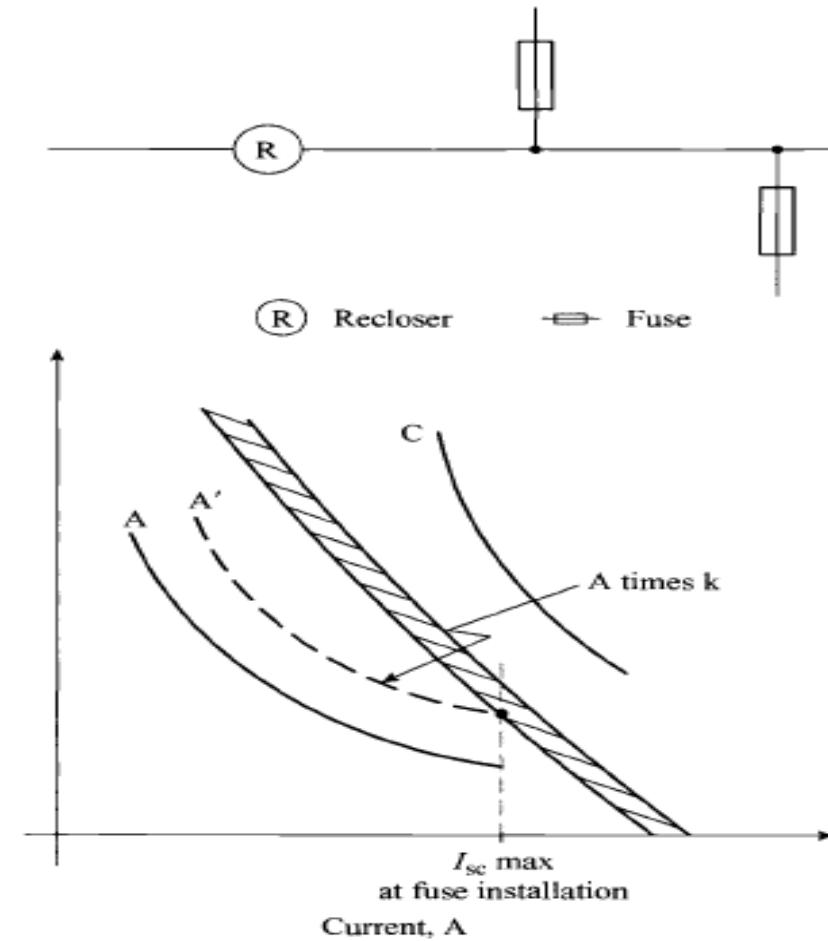
Reclosing time in cycles	Multipliers for:		
	two fast, two delayed sequence	one fast, three delayed sequence	four delayed sequence
25	2.70	3.20	3.70
30	2.60	3.10	3.50
50	2.10	2.50	2.70
90	1.85	2.10	2.20
120	1.70	1.80	1.90
240	1.40	1.40	1.45
600	1.35	1.35	1.35

The *k* factor is used to multiply the time values of the delayed curve of the recloser.

# Recloser-fuse co-ordination

## Fuse at the load side

- The minimum melting time of the fuse must be greater than the fast curve of the recloser times the multiplying factor.
- The maximum clearing time of the fuse must be smaller than the delayed curve of the recloser without any multiplying factor; the recloser should have at least two or more delayed operations to prevent loss of service in case the recloser trips when the fuse operates.



Criteria for recloser and load-side fuse coordination

# Recloser-fuse co-ordination

## Fuse at the load side

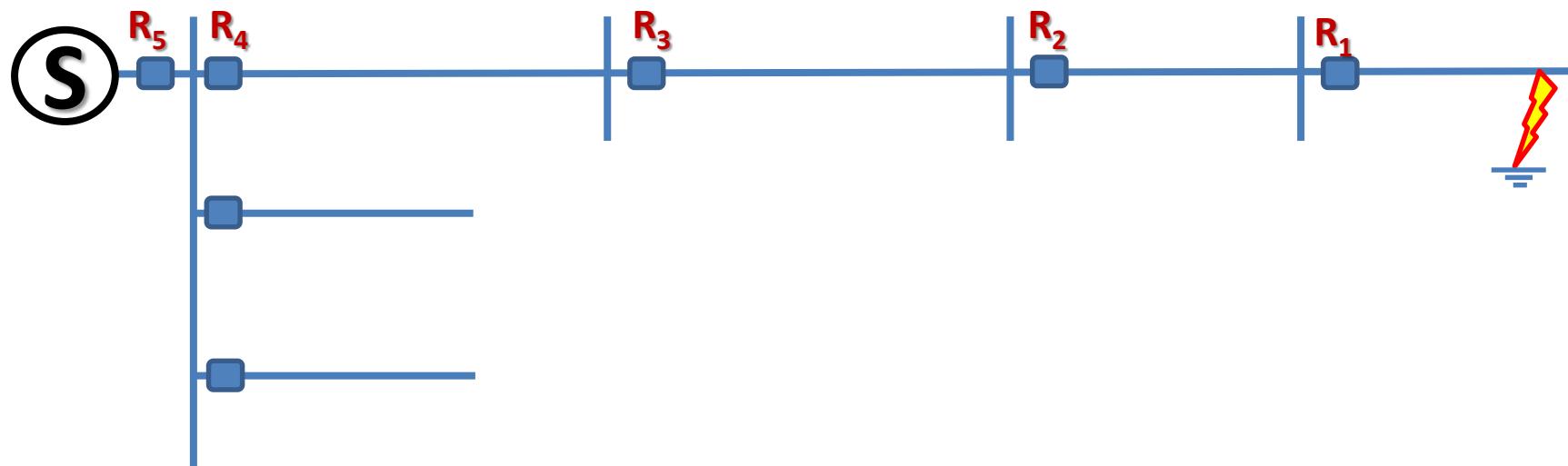
k factor for the load-side fuse link

Reclosing time in cycles	Multipliers for:	
	one fast operation	two fast operations
25–30	1.25	1.80
60	1.25	1.35
90	1.25	1.35
120	1.25	1.35

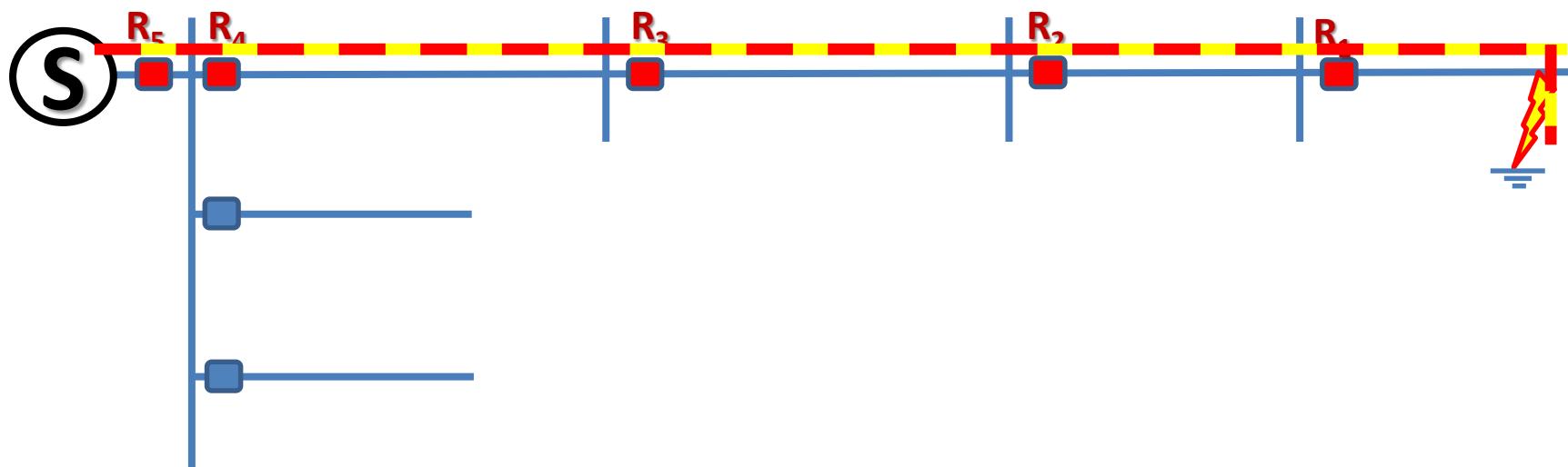
The *k* factor is used to multiply the time values of the recloser fast curve.

# Overcurrent Protection

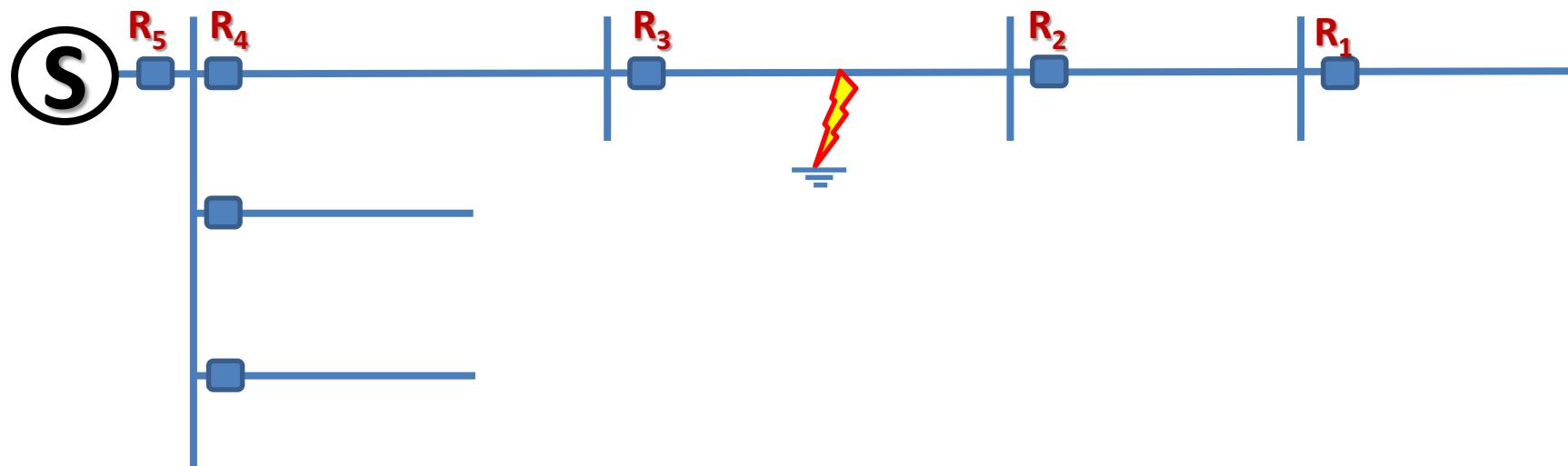
# Overcurrent Protection



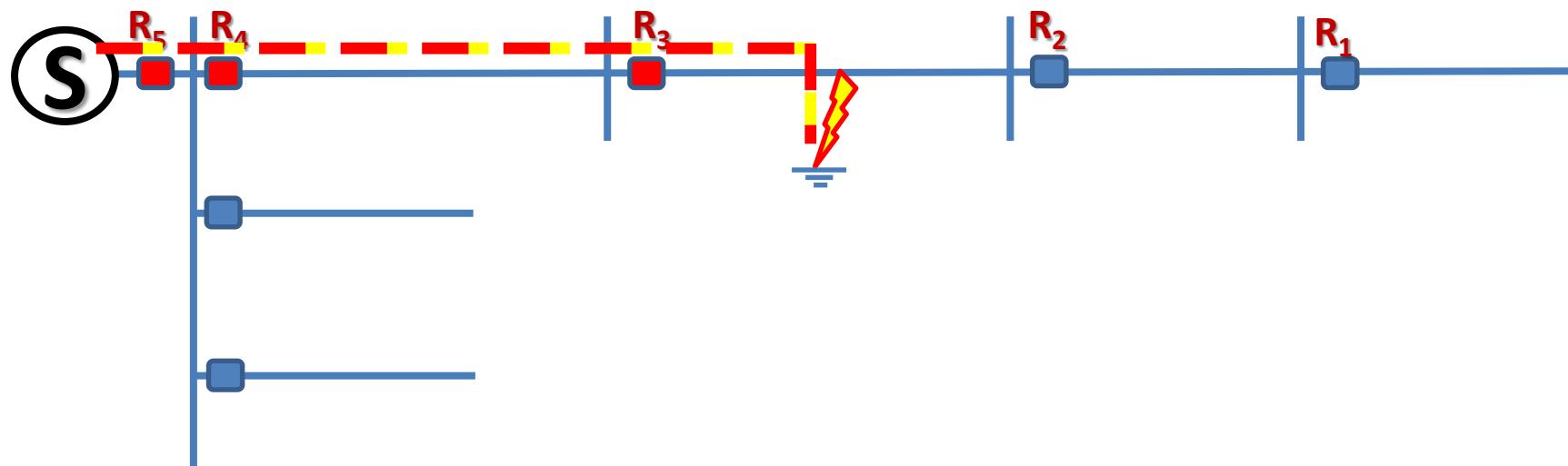
# Overcurrent Protection



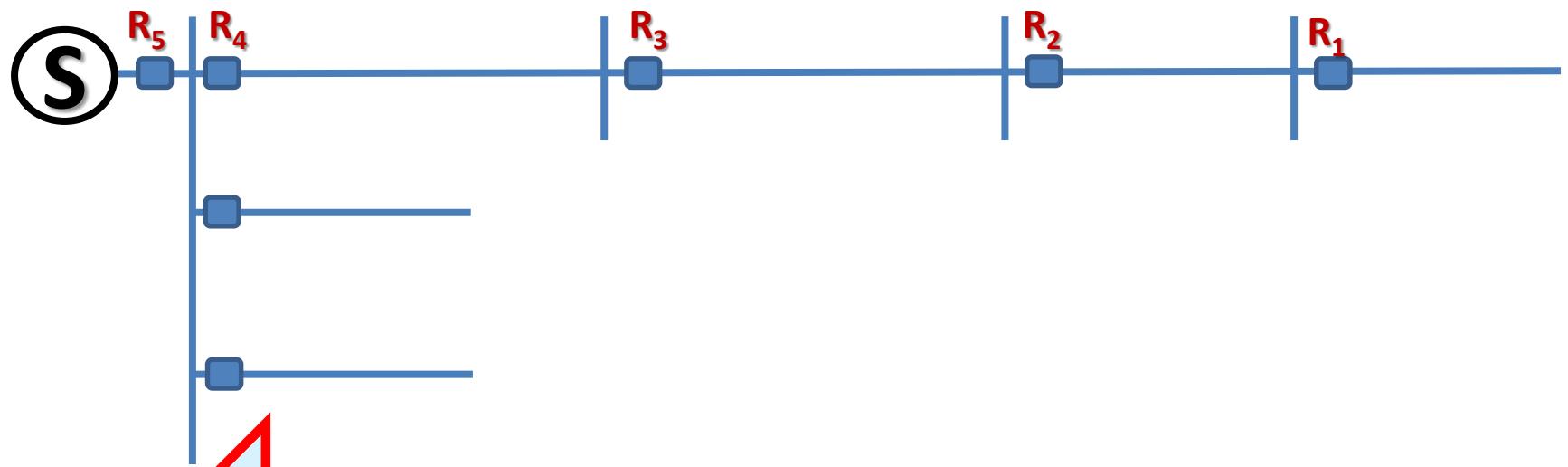
# Overcurrent Protection



# Overcurrent Protection

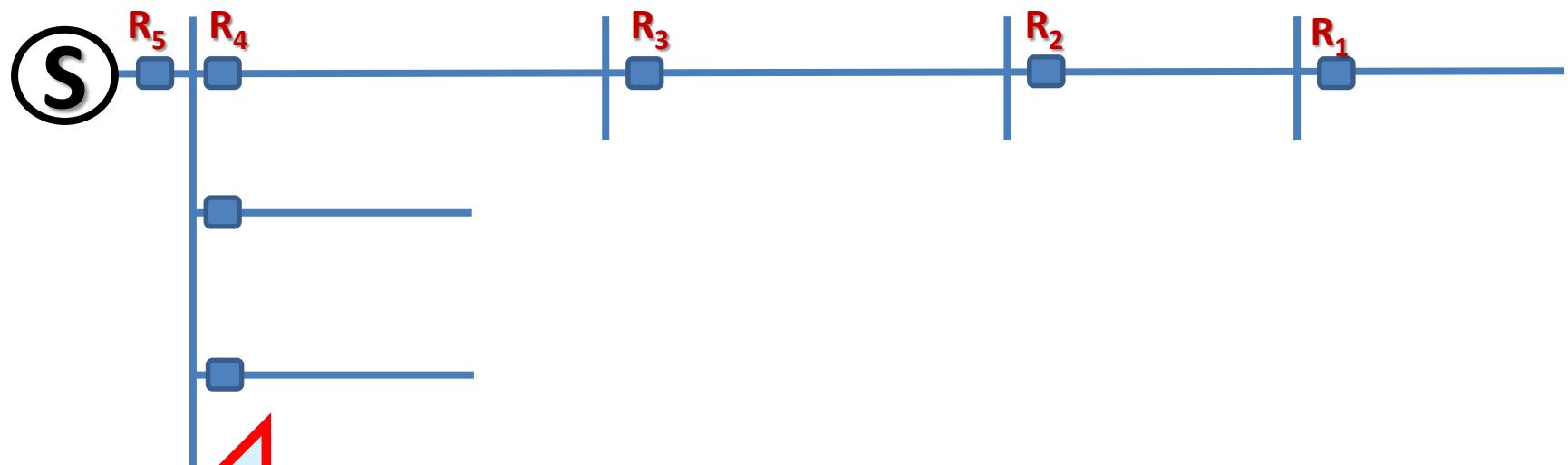


# Overcurrent Protection



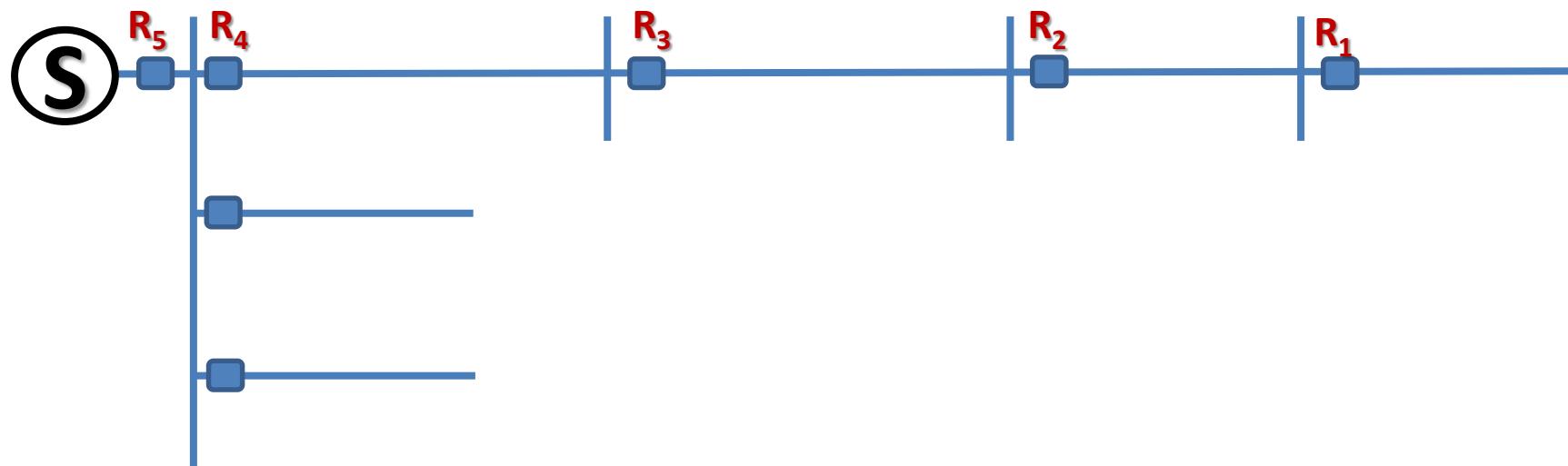
**Up Stream Direction**

# Overcurrent Protection



**Increasing SC Level Direction**

# Overcurrent Protection



<b>Max SC Current</b>	<b>18 kA</b>	<b>14 kA</b>	<b>10 kA</b>	<b>6 kA</b>
-----------------------	--------------	--------------	--------------	-------------

# Overcurrent Protection

Setting Current  
shall be larger  
than Max. Full  
Load Current

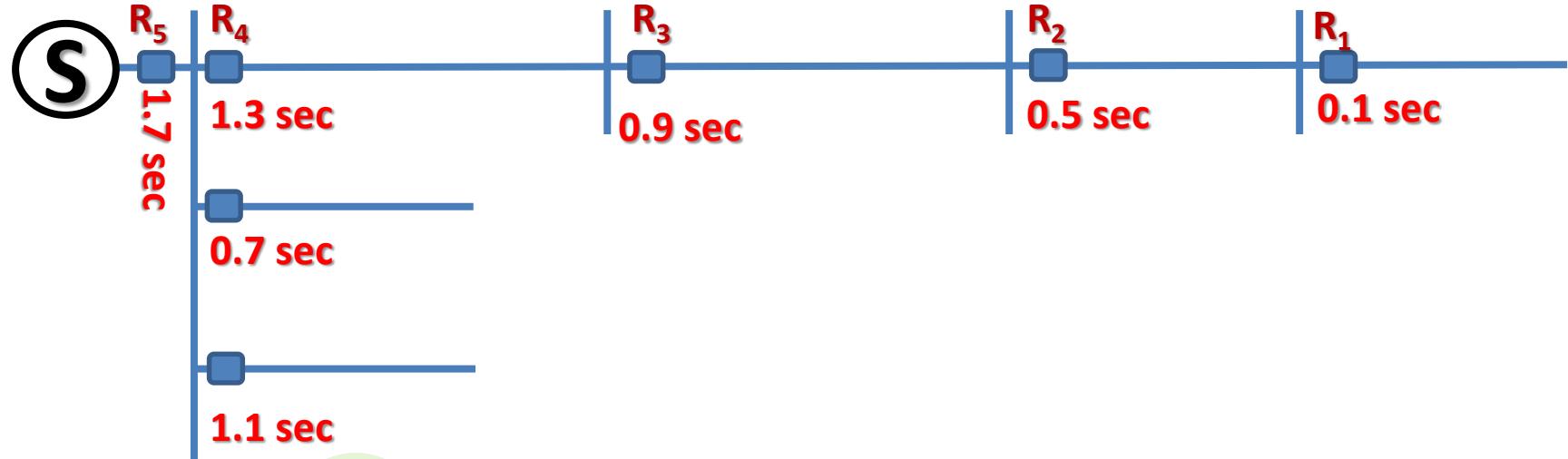
These relays have two  
values shall be set:  
1. Current.  
2. Time.

Definite time  
Overcurrent  
DTOCR

Inverse, time-  
delay  
Overcurrent  
relays

High Set  
Instantaneous  
Overcurrent  
HSIOC

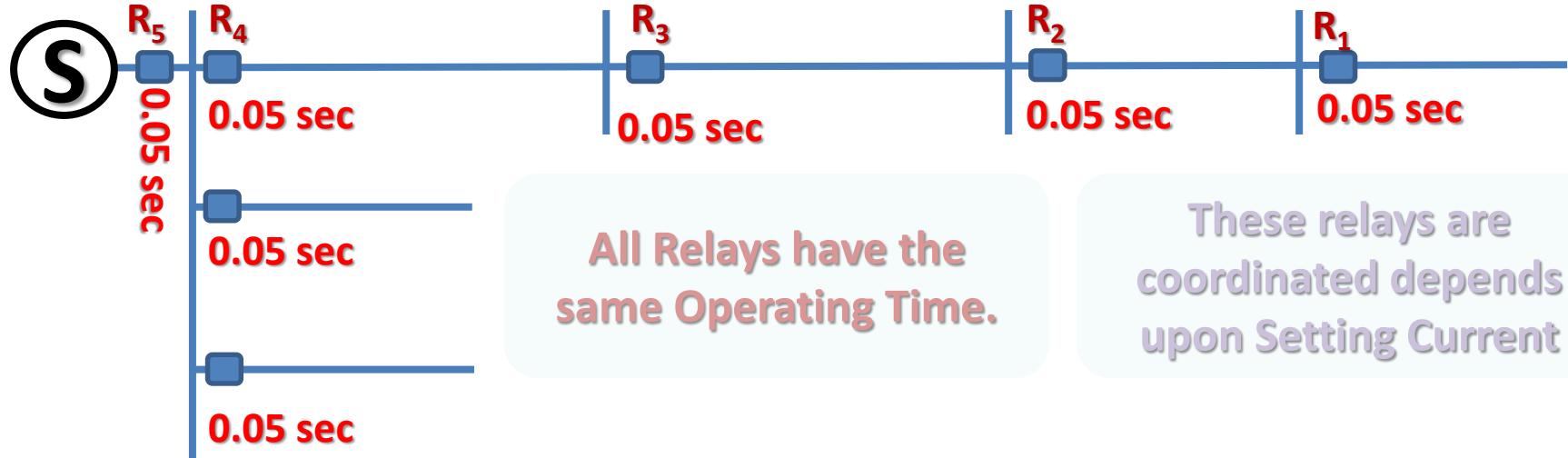
# Definite time Overcurrent DTOCR



Fault Clearing Time  
increase although fault  
current increases  
**Very Dangerous**

SC Current	Relay Operating Time
< 6 kA	0.1 sec
6 kA – 10 kA	0.5 sec
10 kA – 14 kA	0.9 sec
14 kA – 18 kA	1.3 sec

# High Set Instantaneous Overcurrent HSIOC



Setting Current for these relays shall be higher enough to avoid the mal operation which may occur due to Overreach.

Over-reach

DC Offset

System Imp.

